

Resultados 3T 2013



REPSOL

Madrid, 7 de noviembre de 2013

ÍNDICE:

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2013	3
1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES	5
1.1.- UPSTREAM	5
1.2.- GNL	7
1.3.- DOWNSTREAM	8
1.4.- GAS NATURAL FENOSA.....	10
1.5.- CORPORACIÓN Y OTROS	10
2.- RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO	11
3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS.....	13
3.1.- IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS	13
3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS.....	13
3.3.- INTERESES MINORITARIOS.....	13
4.- HECHOS DESTACADOS.....	14
TABLAS:	
RESULTADOS 3T 2013	16
PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL 3T 2013	25

1. RESULTADO DE LAS OPERACIONES CONTINUADAS (M€)
Cifras no auditadas

3T 2012	2T 2013	3T 2013	% Variación 3T13/3T12	RESULTADOS TERCER TRIMESTRE 2013	Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013	% Variación 13/12
1.455	936	799	-45,1	RESULTADO DE EXPLOTACION CCS	3.427	3.022	-11,8
671	464	354	-47,2	RESULTADO NETO CCS	1.565	1.452	-7,2
1.251	979	840	-32,9	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS	3.268	3.133	-4,1
496	509	387	-22,0	RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	1.437	1.572	9,4
1.577	699	844	-46,5	RESULTADO DE EXPLOTACION	3.543	2.835	-20,0
752	308	384	-48,9	RESULTADO NETO	1.655	1.329	-19,7
1.373	742	885	-35,5	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE	3.384	2.946	-12,9
577	353	417	-27,7	RESULTADO NETO RECURRENTE	1.527	1.449	-5,1

2. RESULTADO NETO (*) (M€)
Cifras no auditadas

3T 2012	2T 2013	3T 2013	% Variación 3T13/3T12	RESULTADOS TERCER TRIMESTRE 2013	Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013	% Variación 13/12
679	423	356	-47,6	RESULTADO NETO CCS	1.706	1.410	-17,4
760	267	386	-49,2	RESULTADO NETO	1.796	1.287	-28,3

(*) Este resultado incluye tanto las operaciones continuadas como las operaciones interrumpidas (fundamentalmente YPF e YPF Gas – antes Repsol YPF Gas)

PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2013

Todas las explicaciones que a continuación se ofrecen, se refieren al resultado de las operaciones continuadas.

- El **resultado neto recurrente a CCS** del trimestre ha sido de 387 M€ y el **resultado de explotación recurrente a CCS** ha alcanzado 840 M€, un 22% y un 33% inferiores a las del mismo trimestre del año anterior respectivamente.
- Los factores principales que explican los resultados del trimestre son:
 - En **Upstream**, el resultado de explotación recurrente ascendió a 400 M€, un 37% inferior al del mismo trimestre de 2012. Los mejores resultados debidos a la puesta en marcha de los nuevos proyectos, no han podido compensar los menores volúmenes vendidos en Libia, las mayores amortizaciones y otros costes por la entrada en producción de los nuevos proyectos y la depreciación del dólar.
 - Por otro lado, la producción de 344 Kbp/d ha estado en línea con el mismo período del año anterior. La entrada en producción y los volúmenes incrementales procedentes de los proyectos de crecimiento

y las menores paradas de mantenimiento en T&T, compensan las paradas de producción en Libia y la venta del 20% del bloque 16 en Ecuador en septiembre del año 2012.

- En **GNL**, el resultado de explotación recurrente ascendió a 129 M€, un 32% inferior al del mismo trimestre de 2012. Los menores márgenes debido al mayor número de cargos vendidos a Manzanillo, y menores volúmenes de comercialización, han sido compensados en parte por los mejores resultados de los negocios de Norteamérica.
- En **Downstream**, el resultado de explotación recurrente a CCS ascendió a 143 M€, un 53% inferior al del mismo trimestre de 2012. Este menor resultado se explica fundamentalmente por el estrechamiento de los diferenciales de los productos con respecto al Brent, que ha dado lugar a un menor indicador de margen de refino en el trimestre (2,6 \$/Bbl) con respecto al mismo período del año anterior (6,4 \$/Bbl).
- En **Gas Natural Fenosa**, el resultado de explotación recurrente ascendió a 223 M€, un 3% inferior al del mismo trimestre de 2012. La variación se debe fundamentalmente a los menores resultados del negocio eléctrico en España, afectado por la mayor fiscalidad y la nueva regulación aprobada en julio de este año y a los menores resultados de Unión Fenosa Gas compensado en parte con mejores resultados de comercialización mayorista.
- La **deuda financiera neta con participaciones preferentes del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** se situó en 7.117 M€, lo que supone una reducción de 315 M€ respecto al cierre del año 2012. El ratio de deuda neta con participaciones preferentes sobre capital empleado, excluyendo Gas Natural Fenosa, se sitúa al cierre del tercer trimestre de 2013 en el 19,8%.
- El Grupo Repsol excluyendo Gas Natural Fenosa mantiene a 30 de septiembre de 2013 una liquidez de 6.990 M€ (que incluye líneas de crédito comprometidas no dispuestas) suficiente para cubrir 2,8 veces sus vencimientos de deuda a corto plazo.

1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

1.1.- UPSTREAM

Cifras no auditadas

3T 2012	2T 2013	3T 2013	% Variación 3T13/3T12		Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013	% Variación 13/12
657	506	384	-41,6	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	1.801	1.545	-14,2
634	514	400	-36,9	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	1.811	1.582	-12,6
145	149	135	-6,8	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	142	145	2,1
1.091	1.179	1.172	7,4	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.044	1.176	12,6
339	359	344	1,5	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	327	354	8,2
513	606	558	8,8	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	1.622	1.709	5,4
180	122	166	-7,8	COSTES DE EXPLORACIÓN (M€)	466	361	-22,5

3T 2012	2T 2013	3T 2013	% Variación 3T13/3T12	COTIZACIONES INTERNACIONALES	Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013	% Variación 13/12
109,5	102,4	110,3	0,7	Brent (\$/Bbl)	112,2	108,5	-3,3
92,2	94,2	105,8	14,8	WTI (\$/Bbl)	96,2	98,2	2,1
2,8	4,1	3,6	28,6	Henry Hub (\$/MBtu)	2,6	3,7	42,3
1,25	1,31	1,32	5,6	Tipo de cambio medio (\$/€)	1,28	1,32	3,1

3T 2012	2T 2013	3T 2013	% Variación 3T13/3T12	PRECIOS DE REALIZACIÓN	Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013	% Variación 13/12
85,5	86,5	89,0	4,1	CRUDO (\$/Bbl)	88,7	89,7	1,1
3,7	3,7	3,8	2,7	GAS (\$/Miles scf)	3,7	4,0	8,1

(*) 1.000 Mcf/d = 28,32 Mm³/d = 0,178 Mbep/d

El **resultado de explotación recurrente** en el tercer trimestre de 2013 ascendió a 400 M€, un 37% inferior al del tercer trimestre de 2012.

La disminución del resultado recurrente del tercer trimestre de 2013 frente al mismo período del año anterior se explica principalmente por los menores volúmenes producidos en Libia, las mayores amortizaciones y otros costes por la entrada en producción de los nuevos proyectos y la depreciación del dólar. Estos efectos no han podido ser compensados por la entrada en producción de los nuevos proyectos.

Los principales factores que explican la variación del trimestre frente al mismo período del año anterior:

- Las menores ventas, fundamentalmente de líquidos en Libia, han tenido un efecto negativo de 118 M€.
- Las mayores amortizaciones, principalmente por la puesta en marcha de los nuevos proyectos, han supuesto un menor resultado de 46 M€.
- La depreciación del dólar frente al euro ha supuesto un menor resultado de 24 M€.
- Los precios de realización de crudo y gas netos del efecto de regalías han tenido un impacto positivo de 47 M€.
- Otros costes, principalmente por incorporación de nuevos activos, explican la diferencia.

La **producción** en este trimestre alcanzó los 344 Kbp/d, en línea con el mismo período de 2012. Las menores paradas en Trinidad y Tobago y la puesta en marcha de Sapinhoá el 5 de enero de 2013 en Brasil, la entrada en producción de nuevos activos en Rusia: Saneco (agosto 2012), TNO (diciembre 2012) y SK (febrero 2013), la entrada en producción de Lubina y Montanazo (octubre y diciembre 2012), los mayores volúmenes procedentes de Midcontinent (EE.UU.), la ampliación de la capacidad de procesamiento de Margarita-Huacaya y la entrada en producción de la Fase II en septiembre en Bolivia han podido compensar la interrupción de la producción en Libia y la venta del 20% del bloque 16 en Ecuador.

Desde la última presentación de resultados, se produjo un descubrimiento de petróleo muy ligero de alta calidad (39° API) en la Cuenca de Murzuq, en Libia. El pozo en el que se ha logrado el descubrimiento, denominado A1-129/02, se localiza en el bloque NC115. Actualmente, está en curso la perforación de cuatro pozos exploratorios: uno en el bloque canadiense EL1074R (Margaree), otro en el bloque nicaragüense Tyra (Paraiso South-1), otro en el bloque Piramagrun (Zewe-1) en Kurdistán y otro en Libia en el bloque NC115 (B1-129/04 Khaima). Por otro lado, se está perforando el segundo appraisal de Buckskin en el bloque KC 829 en las aguas del Golfo de México en Estados Unidos.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** de los nueve primeros meses del año 2013 ha ascendido a 1.582 M€, un 13% inferior al del mismo período de 2012. La mejora de los resultados por la entrada en producción de los grandes proyectos, no ha podido compensar la caída de resultados en Libia y la depreciación del dólar.

La **producción** en los nueve primeros meses del año 2013 (354 Kbp/d) ha sido un 8% superior a la del mismo período del año 2012 (327 Kbp/d) principalmente por la puesta en marcha de alguno de los grandes proyectos y las menores paradas producidas en Trinidad y Tobago que han podido compensar la interrupción de la producción en Libia y la venta del 20% del bloque 16 en Ecuador.

Inversiones de Explotación

Las **inversiones de explotación del tercer trimestre de 2013** en el área de Upstream han alcanzado 558 M€, un 9% superiores a las del mismo período de 2012. Las inversiones en desarrollo representaron un 65% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU. (36%), Venezuela (15%), Brasil (13%), Trinidad y Tobago (12%), Bolivia (10%) y Perú (5%). Las inversiones en exploración representaron un 35% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Irak (19%), Brasil (19%), Irlanda (13%), Noruega (12%), Canadá (11%), Indonesia (9%) y EE.UU. (6%).

En los **nueve primeros meses del año 2013**, las inversiones de explotación en Upstream ascendieron a 1.709 M€, un 5% superiores a las del ejercicio 2012. Las inversiones en desarrollo representaron el 70% del total y se realizaron principalmente en EE.UU. (36%), Brasil (16%), Venezuela (14%), Trinidad y Tobago (12%), Bolivia (9%) y Perú (4%). Las inversiones en exploración representaron un 25% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en EE.UU. (25%), Brasil (17%), Noruega (10%), Irak (10%), Irlanda (8%) y Canadá (8%).

1.2.- GNL
Cifras no auditadas

3T 2012	2T 2013	3T 2013	% Variación 3T13/3T12		Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013	% Variación 13/12
188	170	129	-31,4	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	425	610	43,5
189	170	129	-31,7	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	425	610	43,5
49,1	34,2	49,8	1,4	PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELÉCTRICO EN ESPAÑA (€/MWh)	48,6	41,5	-14,6
103,8	113,0	95,8	-7,7	GNL COMERCIALIZADO (TBtu)	305,5	325,8	6,6
9	8	8	-11,1	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	26	19	-26,9

1 TBtu= 1.000.000 MBtu

1 bcm= 1.000 Mm³= 39,683 TBtu

El **resultado de explotación recurrente** en el tercer trimestre del 2013 se situó en 129 M€, un 32% inferior a los 189 M€ del mismo período del año anterior.

Los peores márgenes debido al mayor número de cargos vendidos a Manzanillo, y menores volúmenes de comercialización, han sido compensados en parte por los mejores resultados de los negocios de Norteamérica.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** de los nueve primeros meses del año 2013 ha ascendido a 610 M€, registrando un aumento del 44% frente al mismo período del año anterior. Este aumento se explica fundamentalmente por los mayores volúmenes acumulados de comercialización de GNL, a pesar los menores volúmenes registrados este trimestre, así como por los mejores resultados en Norteamérica.

Inversiones de Explotación

Las **inversiones de explotación** del tercer trimestre y de los nueve primeros meses del año 2013 en el área de GNL han alcanzado 8 M€ y 19 M€ respectivamente. Estas inversiones son inferiores a las de los períodos de comparación de 2012 y son fundamentalmente inversiones de mantenimiento y proyectos de desarrollo.

1.3.- DOWNSTREAM
Cifras no auditadas

3T 2012	2T 2013	3T 2013	% Variación 3T13/3T12		Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013	% Variación 13/12
494	138	124	-74,9	RESULTADO DE EXPLOTACION A CCS (M€)	777	435	-44,0
307	147	143	-53,4	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS (M€)	594	473	-20,4
3T 2012	2T 2013	3T 2013	% Variación 3T13/3T12		Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013	% Variación 13/12
616	-99	169	-72,6	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	893	248	-72,2
429	-90	188	-56,2	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE (M€)	710	286	-59,7
80,8	80,1	80,9	0,1	UTILIZACIÓN DE DESTILACIÓN (%)	71,5	80,3	12,3
94,2	101,4	101,1	7,3	UTILIZACIÓN CAPACIDAD DE CONVERSIÓN (%)	86,5	100,1	15,7
11.119	11.154	11.140	0,2	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	31.096	32.430	4,3
538	684	613	13,9	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	1.672	1.810	8,3
507	590	525	3,6	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	1.896	1.797	-5,2
155	128	139	-10,3	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	450	359	-20,2
3T 2012	2T 2013	3T 2013	% Variación 3T13/3T12	INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)	Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013	% Variación 13/12
6,4	2,6	2,6	-59,4	España	4,8	3,0	-37,5

El resultado de explotación recurrente a CCS en el tercer trimestre de 2013 se situó en 143 M€, un 53% inferior al del mismo trimestre de 2012.

La variación del resultado de explotación recurrente a CCS del tercer trimestre de 2013 frente al mismo período de 2012 se explica por los siguientes efectos:

- En **Refino**, los menores márgenes de refino, debido fundamentalmente al estrechamiento de los diferenciales de los productos con respecto al Brent compensados por los mejores diferenciales entre crudos pesados y ligeros, han impactado negativamente en 163 M€ en el resultado del negocio.
- En **Química**, el mejor entorno internacional que incide en márgenes y ventas, ha tenido un efecto positivo en el resultado de 20 M€.
- El resultado de los negocios comerciales, **GLP** y **Marketing**, ha sido 20 M€ inferior al del tercer trimestre del 2012, principalmente debido a la caída de márgenes en ambos negocios. Cabe destacar que durante el trimestre el negocio de Marketing España ha incrementado sus ventas en un 4%: el incremento en ventas directas ha más que compensado la caída del 3% en las ventas de las estaciones de servicio.
- Los resultados de Trading y del resto de actividades explican la diferencia.

Resultados acumulados

El resultado de explotación recurrente a CCS de los nueve primeros meses del ejercicio 2013 ha sido de 473 M€, un 20% inferior al del año anterior, principalmente por los menores márgenes de refino, los menores márgenes y volúmenes de ventas en Marketing compensado parcialmente por el mejor resultado en los negocios de Química y GLP, fundamentalmente por el mejor entorno internacional.

Inversiones de Explotación

Las **inversiones de explotación** en el área de Downstream en el tercer trimestre de 2013 fueron de 139 M€. Las inversiones en los nueve primeros meses de 2013 ascendieron a 359 M€.

1.4.- GAS NATURAL FENOSA

Cifras no auditadas

3T 2012	2T 2013	3T 2013	% Variación 3T13/3T12		Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013	% Variación 13/12
226	214	218	-3,5	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	701	682	-2,7
231	239	223	-3,5	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	704	715	1,6
90	113	92	2,2	INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN (M€)	275	270	-1,8

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural Fenosa del tercer trimestre de 2013 ascendió a 223 M€, frente a los 231 M€ del mismo periodo del año anterior, lo que supone un descenso del 3%.

El descenso es debido principalmente a los menores resultados del negocio eléctrico en España afectado por la mayor fiscalidad y la nueva regulación aprobada en julio de este año y a los menores resultados de Unión Fenosa Gas, compensado en parte con mejores resultados de comercialización mayorista.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** de los nueve primeros meses del año 2013 fue de 715 M€, un 2% superior al del año anterior y se explica principalmente por los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas y mejores resultados en Latinoamérica, que han compensado el menor resultado de Unión Fenosa Gas y el menor resultado del negocio eléctrico en España, afectado por las medidas fiscales y la nueva regulación.

Inversiones de Explotación

Las **inversiones de explotación** de Gas Natural Fenosa durante el tercer trimestre y los nueve primeros meses de 2013 han alcanzado 92 M€ y 270 M€ respectivamente. La inversión material se ha destinado fundamentalmente a las actividades de Distribución de Gas y Electricidad, tanto en España como en Latinoamérica.

1.5.- CORPORACIÓN Y OTROS

Este epígrafe recoge los gastos de funcionamiento de la Corporación y las actividades no imputadas a los negocios así como los ajustes de consolidación intersegmento.

En el tercer trimestre de 2013 se registró un resultado recurrente negativo de 55 M€ frente a los 110 M€ del mismo período del año anterior. La variación del resultado es debida fundamentalmente al resultado de la valoración de la cartera de derechos de CO₂.

2.- RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO

(*) En este apartado se recogen los datos del resultado financiero y de la situación financiera del Grupo excluyendo al Grupo Gas Natural Fenosa. Los datos correspondientes al Grupo Consolidado se facilitan en las tablas de resultados del tercer trimestre del ejercicio 2013 (página 24 del presente avance de resultados).

Cifras no auditadas

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA+ PREFERENTES (M€) GRUPO EX GAS NATURAL FENOSA	2T2013	3T2013	% variación	Ene-Sep 13
			3T13/2T13	
DEUDA NETA + PREFERENTES GRUPO AL INICIO DEL PERIODO	6.895	6.320	-8,3	7.432
EBITDA	-1.037	-1.183	14,1	-3.765
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	-801	537	-	634
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	343	322	-6,1	870
INVERSIONES (1)	753	741	-1,6	2.275
DESINVERSIONES (1)	-13	-20	53,6	-155
DIVIDENDOS Y OTRAS RETRIBUCIONES PAGADAS AL ACCIONISTA	51	232	354,9	470
OPERACIONES ACCIONES PROPIAS	11	-6	-	-1.031
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	71	98	38,0	89
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS (2)	38	67	76,3	275
EFFECTOS ASOCIADOS A LOS PRÉSTAMOS A PETERSEN	9	9	0,0	23
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	6.320	7.117	12,6	7.117
Ratio de endeudamiento (3)				
CAPITAL EMPLEADO (M€)	29.172	29.953	0,2	29.953
DEUDA NETA + PREFERENTES/ CAPITAL EMPLEADO (%)	21,7	23,8	9,7	23,8
ROACE antes de no recurrentes (%)	5,6	6,9	23,2	7,8
EBITDA / DEUDA NETA + PREFERENTES (x)	0,7	0,7	1,3	0,7

(1) A 30 de septiembre 2013 existen inversiones de carácter financiero por importe de 21 M€ y desinversiones de carácter financiero por importe de 37 M€, no reflejadas en esta tabla.

(2) Incluye principalmente dividendos cobrados, provisiones aplicadas e intereses.

(3) El capital empleado excluye el de las operaciones interrumpidas. Incluyéndolo, el ratio de deuda neta con preferentes sobre capital empleado a 30 de septiembre de 2013 se situaría en el 19,8%. Igualmente, el ROACE mostrado no incluye resultado ni capital empleado de operaciones interrumpidas.

La **deuda financiera neta con participaciones preferentes del Grupo excluyendo Gas Natural Fenosa** se situó en 7.117 M€, lo que supone una reducción de 315 M€ respecto al cierre del año 2012.

El ratio de deuda neta con participaciones preferentes sobre capital empleado excluyendo Gas Natural Fenosa, se sitúa al cierre del tercer trimestre 2013 en el 19,8%. Sin considerar el capital empleado de las operaciones interrumpidas, este ratio sería de 23,8%.

El Grupo Repsol excluyendo Gas Natural Fenosa presenta a 30 de septiembre una liquidez de 6.990 M€ (que incluye líneas de crédito comprometidas no dispuestas) suficiente para cubrir 2,8 veces sus vencimientos de deuda a corto plazo.

Cifras no auditadas

POSICIÓN DE LIQUIDEZ (M€) - GRUPO EX GNF	2T 2013	3T 2013
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE A EFFECTIVO	5.966	3.117
LINEAS DE CRÉDITO COMPROMETIDAS DISPONIBLES	4.174	3.873
TOTAL LIQUIDEZ	10.140	6.990

Cifras no auditadas

3T 2012	2T 2013	3T 2013	% Variación 3T13/3T12	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO EX GNF	Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013	% Variación 13/12
-114	-113	-90	-21,1	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-322	-310	-3,7
18	-6	-5	-	RESULTADO DE POSICIONES	24	-25	-
-13	-29	-19	46,2	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-39	-72	84,6
17	35	34	100,0	INTERCALARIOS	51	100	96,1
-64	20	-47	-26,6	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-174	-84	-51,7
-156	-93	-127	-18,6	TOTAL	-460	-391	-15,0

El gasto financiero neto acumulado a 30 de septiembre 2013 del Grupo ex Gas Natural Fenosa se situó en 391 M€, inferior en 69 M€ al resultado del mismo periodo del ejercicio anterior, destacando el impacto positivo en resultados derivado de la operación de recompra de las participaciones preferentes.

3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS

3.1.- IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS

El tipo impositivo efectivo del Impuesto sobre beneficios para los nueve primeros meses de 2013, antes del resultado de las sociedades participadas, ha sido del 44%, con un gasto por impuesto devengado de 994 M€. El tipo estimado para el año 2013 es del orden del 44%.

3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS

Cifras no auditadas

3T 2012	2T 2013	3T 2013	% Variación 3T13/3T12	DESGLOSE DE SOCIEDADES PARTICIPADAS (M€)	Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013	% Variación 13/12
6,0	6,1	8,4	40,0	UPSTREAM	17,3	24,1	39,3
13,3	20,8	13,2	-0,8	GNL	57,3	58,6	2,3
6,6	1,5	5,8	-12,0	DOWNSTREAM	15,6	17,5	12,2
1,0	0,9	0,6	-39,5	Gas Natural Fenosa	3,1	2,0	-35,5
26,9	29,3	28,0	4,2	TOTAL	93,3	102,2	9,5

El resultado obtenido a través de sociedades participadas minoritariamente ascendió en el tercer trimestre de 2013 a 28 M€, 4% superior al del mismo trimestre del año anterior.

3.3.- INTERESES MINORITARIOS

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el tercer trimestre de 2013 ascendió a 19 M€ frente a 34 M€ del tercer trimestre de 2012.

Este epígrafe recoge principalmente la participación de los minoritarios en la refinería La Pampilla (Perú) y en la refinería Petronor (Bilbao) y los registrados a través de la participación en el grupo Gas Natural Fenosa, al estar ya excluida la participación de los accionistas minoritarios en el resultado de YPF.

4.- HECHOS DESTACADOS

Desde la publicación de los resultados del segundo trimestre de 2013, los hechos más significativos relacionados con la Compañía han sido los siguientes:

En **Upstream**, el 1 de octubre de 2013, el Presidente de Bolivia, Evo Morales y el de Repsol, Antonio Brufau, inauguraron la ampliación de la planta de procesamiento de gas de Margarita, situada en el sur del país andino. Gracias al avance de este proyecto se aumenta la capacidad de la planta, con una producción de gas actual de 14 millones de m³/día. El plan de desarrollo del área Margarita-Huacaya es uno de los proyectos clave de crecimiento contemplado en el Plan Estratégico 2012-2016. Repsol y sus socios adelantaron en más de un año el volumen de producción de gas establecido en el contrato de operación Margarita-Huacaya, confirmando la apuesta de la compañía con este proyecto y con Bolivia.

El 21 de octubre de 2013, Repsol anunció un descubrimiento de petróleo muy ligero de alta calidad (39° API) en la Cuenca de Murzuq, en Libia. El hallazgo se localiza en el bloque NC115, situado en el desierto del Sahara. El pozo en el que se ha logrado el descubrimiento, denominado A1-129/02, ha alcanzado una profundidad de 1.836 metros y ha mostrado un flujo de crudo muy positivo en las pruebas de producción realizadas. Se trata del tercer pozo de los ocho que se realizarán en este bloque, que cuenta con una extensión de 4.400 Km² y que ha demostrado excelentes propiedades como reservorio de hidrocarburos. Tras los buenos resultados obtenidos, Repsol continuará la campaña exploratoria de esta zona, que comenzó en 2013 y que se espera que concluya a finales de 2015. Repsol es la compañía operadora del bloque, con un 40% de la participación, que comparte con la austriaca OMV y la francesa Total, que disponen de un 30% cada una.

En **GNL**, el 11 de octubre de 2013, Repsol vendió a BP su participación del 25% en la central eléctrica de ciclo combinado de Bahía Bizkaia Electricidad (BBE) por aproximadamente 135 millones de euros. La transacción generará una plusvalía antes de impuestos estimada de 89 millones de euros aproximadamente. El activo, encuadrado inicialmente dentro del perímetro de la venta de activos de GNL a Shell, se transmitió finalmente a BP, tras el ejercicio por esta entidad de su derecho de adquisición preferente.

En **Downstream**, el 14 de octubre de 2013 la Ministra de Fomento, Ana Pastor y el Presidente de Repsol, Antonio Brufau, presidieron la firma del acuerdo para el traslado de operaciones de la compañía al nuevo Puerto Exterior de A Coruña. Repsol invertirá más de 120 millones de euros en trasladar, de manera gradual, sus actuales operaciones de crudo y de sólidos (coque y azufre) en el puerto interior hasta el nuevo Puerto Exterior. El crudo supone más de la mitad del tráfico que la compañía genera en el puerto coruñés, con 4 millones de toneladas en el año 2012, cerca del 60% del total de mercancías cargadas y descargadas por Repsol en A Coruña.

En **Corporación**, el 26 de julio de 2013, Gas Natural Fenosa y Repsol firmaron dos acuerdos para la venta de gas natural a medio y largo plazo. Por un lado, y para el periodo 2015-2018 se firmó un contrato de suministro a Repsol de 2 bcm (miles de millones de metros cúbicos) de gas natural al año. Por otro lado, se firmó otro acuerdo con Gas Natural Fenosa para la adquisición de 1 bcm anual de GNL durante 20 años, cuyo suministro se estima que comenzará en 2017.

El 12 de septiembre de 2013, el Presidente de Repsol, Antonio Brufau, presentó los Planes de Sostenibilidad 2013-2014 de la compañía, que la sitúan en la vanguardia de la responsabilidad corporativa. El acto de presentación tuvo lugar en la sede de Repsol y contó con la presencia de John Ruggie, uno de los mayores expertos mundiales en materia de derechos humanos y empresas.

El 23 de septiembre de 2013, Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol, S.A., cerró una emisión de bonos a 8 años, de 1.000 millones de euros, con un cupón del 3,625% y un precio de emisión del 99,734%, equivalente a mid swap + 175 p.b. Los bonos cotizan en la Bolsa de Luxemburgo.

Madrid, 7 de Noviembre de 2013

Relación con Inversores
Website: www.repsol.com

C/ Méndez Álvaro, 44
28045 Madrid (España)
Tlf: 34 917 53 55 48
Fax: 34 913 48 87 77

Hoy 7 de Noviembre de 2013 a las 13:00 horas (CET), tendrá lugar una teleconferencia a analistas e inversores institucionales con el objetivo de informar de los resultados de Repsol, S.A. correspondientes al tercer trimestre de 2013. La teleconferencia podrá seguirse en directo por cualquier persona interesada a través de la página web de Repsol en Internet (www.repsol.com). La grabación del acto completo de la misma estará a disposición de los inversores y de cualquier persona interesada en www.repsol.com durante un plazo no inferior a 1 mes.

TABLAS



RESULTADOS 3^{er} TRIMESTRE 2013

RESULTADOS DE REPSOL EN BASE A SUS PRINCIPALES COMPONENTES

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO-SEPTIEMBRE	
	3T12	2T13	3T13	2012	2013
EBITDA	2.074	1.434	1.553	5.405	4.929
Ingresos de explotación.....	15.609	13.736	14.775	44.687	44.019
Resultado de explotación.....	1.577	699	844	3.543	2.835
Resultado financiero.....	(222)	(150)	(192)	(655)	(577)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	27	29	28	93	102
Resultado antes de impuestos	1.382	578	680	2.981	2.360
Impuesto sobre beneficios.....	(596)	(266)	(277)	(1.270)	(994)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	786	312	403	1.711	1.366
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(34)	(4)	(19)	(56)	(37)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS	752	308	384	1.655	1.329
Resultado de operaciones interrumpidas.....	8	(41)	2	141	(42)
RESULTADO NETO	760	267	386	1.796	1.287
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)					
* Euros/acción.....	0,62	0,21	0,30	1,46	1,00
* \$/ADR.....	0,80	0,27	0,40	1,88	1,35

(*) En julio de 2012, enero de 2013 y julio de 2013 se realizaron ampliaciones de capital como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado "Repsol dividendo flexible", por lo que actualmente el capital social emitido está formado por 1.302.471.907 acciones. El número medio ponderado de acciones en circulación para los periodos presentados ha sido recalculado con respecto al publicado en periodos anteriores para incluir el efecto de dichas ampliaciones de capital, de acuerdo a lo establecido en la NIC 33 "Beneficio por acción". Asimismo, se ha tenido en cuenta el número medio de acciones en propiedad de la compañía durante cada periodo. El número medio de acciones en circulación ha sido de 1.232.266.143 en el periodo enero-septiembre de 2012 y de 1.287.265.754 en el periodo enero-septiembre de 2013.

Tipos de cambio dólar/euro a la fecha de cierre de cada trimestre:

1,293 dólares por euro en 3T12
 1,308 dólares por euro en 2T13
 1,350 dólares por euro en 3T13

RESULTADOS DE REPSOL DESGLOSADOS POR RECURRENTE Y NO RECURRENTE

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

	TERCER TRIMESTRE 2012			ENERO - SEPTIEMBRE 2012		
	Total	No recurrentes	Recurrentes	Total	No recurrentes	Recurrentes
Resultado de explotación.....	1.577	204	1.373	3.543	159	3.384
Upstream.....	657	23	634	1.801	(10)	1.811
GNL.....	188	(1)	189	425	-	425
Downstream.....	616	187	429	893	183	710
Gas Natural Fenosa.....	226	(5)	231	701	(3)	704
Corporación y ajustes	(110)	-	(110)	(277)	(11)	(266)
Resultado financiero.....	(222)	-	(222)	(655)	(12)	(643)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	27	-	27	93	-	93
Resultado antes de impuestos	1.382	204	1.178	2.981	147	2.834
Impuesto sobre beneficios.....	(596)	(29)	(567)	(1.270)	(19)	(1.251)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas.....	786	175	611	1.711	128	1.583
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(34)	-	(34)	(56)	-	(56)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS.....	752	175	577	1.655	128	1.527
Resultado de operaciones interrumpidas	8	8	-	141	141	-
RESULTADO NETO.....	760	183	577	1.796	269	1.527

	SEGUNDO TRIMESTRE 2013			ENERO - JUNIO 2013		
	Total	No recurrentes	Recurrentes	Total	No recurrentes	Recurrentes
Resultado de explotación.....	699	(43)	742	1.991	(70)	2.061
Upstream.....	506	(8)	514	1.161	(21)	1.182
GNL.....	170	-	170	481	-	481
Downstream.....	(99)	(9)	(90)	79	(19)	98
Gas Natural Fenosa.....	214	(25)	239	464	(28)	492
Corporación y ajustes	(92)	(1)	(91)	(194)	(2)	(192)
Resultado financiero.....	(150)	11	(161)	(385)	3	(388)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	29	(2)	31	74	(2)	76
Resultado antes de impuestos	578	(34)	612	1.680	(69)	1.749
Impuesto sobre beneficios.....	(266)	(11)	(255)	(717)	(18)	(699)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas.....	312	(45)	357	963	(87)	1.050
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(4)	-	(4)	(18)	-	(18)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS.....	308	(45)	353	945	(87)	1.032
Resultado de operaciones interrumpidas	(41)	(41)	-	(44)	(44)	-
RESULTADO NETO.....	267	(86)	353	901	(131)	1.032

	TERCER TRIMESTRE 2013			ENERO - SEPTIEMBRE 2013		
	Total	No recurrentes	Recurrentes	Total	No recurrentes	Recurrentes
Resultado de explotación.....	844	(41)	885	2.835	(111)	2.946
Upstream.....	384	(16)	400	1.545	(37)	1.582
GNL.....	129	-	129	610	-	610
Downstream.....	169	(19)	188	248	(38)	286
Gas Natural Fenosa.....	218	(5)	223	682	(33)	715
Corporación y ajustes	(56)	(1)	(55)	(250)	(3)	(247)
Resultado financiero.....	(192)	(1)	(191)	(577)	2	(579)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos.....	28	1	27	102	(1)	103
Resultado antes de impuestos	680	(41)	721	2.360	(110)	2.470
Impuesto sobre beneficios.....	(277)	8	(285)	(994)	(10)	(984)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas.....	403	(33)	436	1.366	(120)	1.486
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas.....	(19)	-	(19)	(37)	-	(37)
RESULTADO NETO DE OPERACIONES CONTINUADAS.....	384	(33)	417	1.329	(120)	1.449
Resultado de operaciones interrumpidas	2	2	-	(42)	(42)	-
RESULTADO NETO.....	386	(31)	417	1.287	(162)	1.449

ANÁLISIS DEL RESULTADO DE EXPLOTACIÓN DE REPSOL POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO - SEPTIEMBRE	
	3T12	2T13	3T13	2012	2013
Upstream	657	506	384	1.801	1.545
Norteamérica y Brasil	76	62	85	268	268
Norte de Africa	356	234	155	1.040	668
Resto del Mundo	225	210	144	493	609
GNL	188	170	129	425	610
Downstream	616	(99)	169	893	248
Europa	385	(91)	161	634	231
Resto del Mundo	231	(8)	8	259	17
Gas Natural Fenosa	226	214	218	701	682
Corporación y ajustes	(110)	(92)	(56)	(277)	(250)
TOTAL	1.577	699	844	3.543	2.835

ANÁLISIS DEL EBITDA DE REPSOL POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO-SEPTIEMBRE	
	3T12	2T13	3T13	2012	2013
Upstream	943	803	699	2.668	2.424
Norteamérica y Brasil	216	196	173	636	574
Norte de Africa	378	258	168	1.098	730
Resto del Mundo	349	349	358	934	1.120
 GNL	 240	 213	 173	 571	 741
 Downstream	 589	 84	 348	 1.211	 783
Europa	541	84	322	1.112	730
Resto del Mundo	48	-	26	99	53
 Gas Natural Fenosa	 378	 396	 371	 1.146	 1.164
 Corporación y ajustes	 (76)	 (62)	 (38)	 (191)	 (183)
 TOTAL	 2.074	 1.434	 1.553	 5.405	 4.929

ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN DE REPSOL POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS (*)

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES			ENERO-SEPTIEMBRE	
	3T12	2T13	3T13	2012	2013
Upstream	513	606	558	1.622	1.709
Norteamérica y Brasil	214	365	246	880	899
Norte de Africa	11	19	10	23	48
Resto del Mundo	288	222	302	719	762
 GNL	 9	 8	 8	 26	 19
 Downstream	 155	 128	 139	 450	 359
Europa	145	111	118	418	313
Resto del Mundo	10	17	21	32	46
 Gas Natural Fenosa	 90	 113	 92	 275	 270
 Corporación y ajustes	 82	 7	 17	 131	 36
 TOTAL	 849	 862	 814	 2.504	 2.393

(*) Incluye las inversiones devengadas en el periodo, independientemente de si han sido pagadas o no. No recoge las inversiones en "otros activos financieros"

BALANCE DE SITUACIÓN DE REPSOL
(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DICIEMBRE	SEPTIEMBRE
	2012	2013
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	2.678	2.659
Otro inmovilizado intangible	2.836	2.736
Inmovilizado material	28.227	28.288
Inversiones inmobiliarias	25	24
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	737	805
Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	5.392	5.264
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	672	663
Otros	641	841
Activos por impuestos diferidos	3.310	4.270
Otros activos no corrientes	242	246
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta.....	340	192
Existencias	5.501	5.698
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	7.781	7.817
Otros activos corrientes	221	271
Otros activos financieros corrientes	415	420
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	5.903	4.765
TOTAL ACTIVO	64.921	64.959
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante	26.702	28.468
Atribuido a los intereses minoritarios	770	741
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones.....	61	60
Provisiones no corrientes	2.258	3.071
Pasivos financieros no corrientes	15.300	13.715
Pasivos por impuesto diferido	3.063	3.114
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	2.745	2.656
Otros	712	732
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta.....	27	48
Provisiones corrientes	291	245
Pasivos financieros corrientes	3.790	3.542
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	224	225
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	8.978	8.342
TOTAL PASIVO	64.921	64.959

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

(Millones de euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	ENERO-SEPTIEMBRE	
	2012	2013
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION (*)		
Resultado antes de impuestos	2.981	2.360
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	1.966	1.895
Otros ajustes del resultado (netos)	458	674
EBITDA	5.405	4.929
Cambios en el capital corriente	(337)	(814)
Cobros de dividendos	46	73
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(1.135)	(946)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(163)	(94)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(1.252)	(967)
	3.816	3.148
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN (*)		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(160)	(174)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(2.426)	(2.353)
Otros activos financieros	(186)	(304)
Total Inversiones	(2.772)	(2.831)
Cobros por desinversiones	962	415
Otros flujos de efectivo	(141)	(1)
	(1.951)	(2.417)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN (*)		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	1.312	1.031
Cobros por emisión de pasivos financieros	6.944	6.525
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(5.875)	(8.021)
Dividendos distribuidos y otras retribuciones al accionista	(928)	(513)
Pagos de intereses	(641)	(725)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	268	(93)
	1.080	(1.796)
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio de operaciones continuadas	(48)	(53)
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE OPERACIONES CONTINUADAS	2.897	(1.118)
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas	874	(17)
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas	(872)	-
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas	(345)	(3)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio de de operaciones interrumpidas	(7)	-
AUMENTO/(DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	(350)	(20)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.677	5.903
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	5.224	4.765

(*) Corresponde a los flujos de efectivo de las operaciones continuadas

RESULTADO FINANCIERO Y ENDEUDAMIENTO GRUPO CONSOLIDADO

Cifras no auditadas

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA + PREFERENTES (M€) – GRUPO CONSOLIDADO	2T2013	3T2013	%variación 3T13/2T13	Ene-Sep 13
DEUDA NETA + PREFERENTES GRUPO CONSOLIDADO AL INICIO DEL PERIODO	11.564	10.754	-7,0	12.120
EBITDA	-1.434	-1.553	8,3	-4.929
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	-860	656	-	814
COBROS / PAGOS POR IMPUESTOS DE BENEFICIOS	390	330	-15,4	946
INVERSIONES (1)	953	916	-3,9	2.807
DESINVERSIONES (1)	-81	-26	-67,9	-373
DIVIDENDOS Y OTRAS RETRIBUCIONES PAGADAS AL ACCIONISTA	77	232	201,3	513
OPERACIONES ACCIONES PROPIAS	11	-6	-	-1.031
EFFECTO TIPO DE CAMBIO	47	79	68,1	63
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	78	256	228,2	694
EFFECTOS ASOCIADOS A LOS PRÉSTAMOS DEL GRUPO PETERSEN	9	9	0,0	23
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	10.754	11.647	8,3	11.647
Ratio de endeudamiento (2)				
CAPITAL EMPLEADO (M€)	34.085	34.953	2,5	34.953
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	31,6	33,3	5,4	33,3
ROACE antes de no recurrentes (%)	5,5	6,7	21,8	7,4
EBITDA / DEUDA NETA + PREFERENTES (x)	0,5	0,5	0,0	0,6

(1) A 30 de septiembre de 2013 existen inversiones de carácter financiero por importe de 24 M€ y desinversiones de carácter financiero por importe de 42 M€, no reflejadas en esta tabla.

(2) El capital empleado excluye el de las operaciones interrumpidas. Incluyéndolo, el ratio de deuda neta con preferentes sobre capital empleado a 30 de septiembre de 2013 ascendería a 28,5%. Igualmente, el ROACE mostrado no incluye resultado ni capital empleado de operaciones interrumpidas.

Cifras no auditadas

3T 2012	2T 2013	3T 2013	% Variación 3T13/3T12	RESULTADO FINANCIERO (M€) - GRUPO CONSOLIDADO	Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013	% Variación 13/12
-172	-172	-149	-13,4	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-497	-487	-2,0
18	-6	-5	-	RESULTADO DE POSICIONES	26	-26	-
-18	-33	-24	33,3	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-48	-85	77,1
17	36	36	111,8	INTERCALARIOS	53	104	96,2
-67	25	-50	-25,4	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-189	-83	-56,1
-222	-150	-192	-13,5	TOTAL	-655	-577	-11,9

TABLAS



PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS
DEL 3T 2013

MAGNITUDES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

	Unidad	2012				2013				% Variación 13 / 12
		1T	2T	3T	Acum	1T	2T	3T	Acum	
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	323	320	339	327	360	359	344	354	8,2%
Producción de Líquidos	K Bep/día	136	144	145	142	151	149	135	145	2,4%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	33	30	30	31	33	35	34	34	8,6%
Norte de África	K Bep/día	39	49	47	45	43	41	27	37	-18,1%
Resto del Mundo	K Bep/día	64	65	68	65	75	73	75	74	13,5%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	188	176	194	186	210	210	209	209	12,6%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	2	2	3	2	4	4	5	4	81,7%
Norte de África	K Bep/día	6	6	6	6	5	6	5	5	-6,6%
Resto del Mundo	K Bep/día	180	167	186	178	201	200	199	200	12,4%

MAGNITUDES DE DOWNSTREAM

	Unidad	2012				2013				% Variación 13 / 12
		1T	2T	3T	Acum	1T	2T	3T	Acum	
CRUDO PROCESADO	M tep	8,2	8,5	10,0	26,8	9,5	9,8	10,0	29,3	9,5%
Europa	M tep	7,3	7,6	9,1	24,0	8,8	8,9	9,2	26,9	12,0%
Resto del Mundo	M tep	0,9	0,9	0,9	2,7	0,7	0,9	0,8	2,4	-12,5%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	10.138	9.839	11.119	31.096	10.136	11.154	11.140	32.430	4,3%
Ventas Europa	Kt	9.029	8.737	9.973	27.739	9.105	10.043	10.124	29.272	5,5%
Marketing Propio	Kt	4.961	4.796	4.891	14.648	4.493	4.747	5.061	14.301	-2,4%
Productos claros	Kt	4.170	4.100	4.206	12.476	3.893	4.098	4.333	12.324	-1,2%
Otros productos	Kt	791	696	685	2.172	600	649	728	1.977	-9,0%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	1.660	1.878	1.882	5.420	1.584	1.583	1.722	4.889	-9,8%
Productos claros	Kt	1.446	1.685	1.808	4.939	1.532	1.525	1.684	4.741	-4,0%
Otros productos	Kt	214	193	74	481	52	58	38	148	-69,2%
Exportaciones	Kt	2.408	2.063	3.200	7.671	3.028	3.713	3.341	10.082	31,4%
Productos claros	Kt	797	657	1.263	2.717	1.055	1.459	1.164	3.678	35,4%
Otros productos	Kt	1.611	1.406	1.937	4.954	1.973	2.254	2.177	6.404	29,3%
Ventas Resto del Mundo	Kt	1.109	1.102	1.146	3.357	1.031	1.111	1.016	3.158	-5,9%
Marketing Propio	Kt	480	518	503	1.501	495	567	555	1.617	7,7%
Productos claros	Kt	424	450	454	1.328	460	500	506	1.466	10,4%
Otros productos	Kt	56	68	49	173	35	67	49	151	-12,7%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	387	403	382	1.172	377	357	259	993	-15,3%
Productos claros	Kt	295	304	311	910	280	280	205	765	-15,9%
Otros productos	Kt	92	99	71	262	97	77	54	228	-13,0%
Exportaciones	Kt	242	181	261	684	159	187	202	548	-19,9%
Productos claros	Kt	78	73	99	250	66	70	61	197	-21,2%
Otros productos	Kt	164	108	162	434	93	117	141	351	-19,1%
QUÍMICA										
VENTAS PROD. PETROQUIMICOS	Kt	593	541	538	1.672	513	684	613	1.810	8,2%
Europa	Kt	518	456	463	1.437	439	594	522	1.555	8,2%
Básica	Kt	161	137	151	449	121	210	173	503	12,1%
Derivada	Kt	357	319	312	988	318	384	349	1.052	6,4%
Resto del Mundo	Kt	75	86	75	236	74	91	91	255	8,2%
Básica	Kt	22	17	8	48	12	16	19	47	-0,3%
Derivada	Kt	53	68	67	188	62	75	72	208	10,3%
GLP										
GLP comercializado	Kt	782	607	507	1.896	683	590	525	1.797	-5,2%
Europa	Kt	496	304	229	1.029	446	332	247	1.025	-0,3%
Resto del Mundo	Kt	286	303	278	867	237	258	278	772	-10,9%

Resto Ventas Mercado Nacional: Incluye ventas a operadores y bunker.

(*) Desde junio 2012, las ventas de fuel bunker se incluyen como ventas de otros productos de exportación.

Exportaciones: Se expresan desde el país de origen.

Las Ventas de GLP no incluyen las correspondientes a YPF Gas

Este documento no constituye una oferta o invitación para adquirir o suscribir acciones, de acuerdo con lo establecido en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores y en su normativa de desarrollo. Asimismo, este documento no constituye una oferta de compra, de venta o de canje ni una solicitud de una oferta de compra, de venta o de canje de títulos valores en ninguna otra jurisdicción.

Alguno de los recursos mencionados no constituyen a la fecha reservas probadas y serán reconocidos bajo dicho concepto cuando cumplan con los criterios formales exigidos por la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos de América.

Este documento contiene información y afirmaciones o declaraciones que constituyen estimaciones o proyecciones de futuro sobre Repsol. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir declaraciones sobre planes, objetivos y expectativas actuales, incluyendo declaraciones en relación con tendencias que afecten a la situación financiera de Repsol, ratios financieros, resultados operativos, negocios, estrategia, concentración geográfica, volúmenes de producción y reservas, gastos de capital, ahorros de costes, inversiones y políticas de dividendos. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir también asunciones sobre futuras condiciones de tipo económico o de cualquier otro tipo, tales como los futuros precios del crudo u otros precios, márgenes de refino o marketing y tipos de cambio. Las estimaciones o proyecciones de futuro se identifican generalmente por el uso de términos como “espera”, “anticipa”, “pronostica”, “cree”, “estima”, “aprecia” y expresiones similares. Dichas declaraciones no constituyen garantías de un futuro cumplimiento, precios, márgenes, tipos de cambio o de cualquier otro suceso, y se encuentran sujetas a riesgos significativos, incertidumbres, cambios y otros factores que pueden estar fuera del control de Repsol o que pueden ser difíciles de prever. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos factores y circunstancias identificadas en las comunicaciones y los documentos registrados por Repsol y sus filiales en la Comisión Nacional del Mercado de Valores en España, en la Comisión Nacional de Valores en Argentina, en la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos de América y en el resto de autoridades supervisoras de los mercados en los que se negocian los valores emitidos por Repsol y/o sus filiales.

Salvo en la medida que lo requiera la ley aplicable, Repsol no asume ninguna obligación -aun cuando se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos- de informar públicamente de la actualización o revisión de estas manifestaciones de futuro.

La información incluida en este documento no ha sido verificada ni revisada por los auditores externos de Repsol.